

CAI
NP
-A56

Government
Publications *NP*

C-2

3 1761 11648310 8

NORTHERN PIPELINE AGENCY

**ANNUAL REPORT
1997-1998**

Canada



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116483108>



Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1997-1998



© Minister of Public Works and Government Services Canada 1999

Cat. No. C98-1/1999

ISBN 0-662-64060-8

Ottawa, Ontario,
December 31, 1998.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1998, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'R. Wright', with a stylized flourish at the end.

Robert G. Wright,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency

The Honourable Sergio Marchi, P.C., M.P.,
Minister for International Trade and
Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Overview	1
Old Plans Revised, New Plans Devised to Meet Changing Market Conditions	2
TransCanada PipeLines	2
Alliance Pipeline	3
Foothills/Northern Border	3
The New Accord Between Gas Producers and Pipelines.....	3
The Merger of TransCanada and NOVA	4
Agreement of Foothills' Shareholders	4
Expansion of the Eastern Leg	5
Foothills Joins Consortium to Study Export of North Slope Gas to the Pacific Rim	5
The Regulatory Authorities	6
Finance, Personnel and Official Languages	6
Finance and Personnel	6
Official Languages Plan	7
Appendix	
Report of the Auditor General of Canada	8

Office of the Agency

Mr. Robert G. Wright, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,
125 Sussex Drive,
Ottawa, Ontario.
K1A 0G2
Tel.: 993-7466
Fax: 998-8787

ALASKA HIGHWAY NATURAL GAS PIPELINE PROJECT



Overview

Even as work was launched on expansion of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline during the latter part of the fiscal year 1997-98, a major change was beginning to emerge in the industry perception about the extent to which Canadian gas reserves were being locked out of lucrative mid-western U.S. markets because of a shortage of export pipeline capacity.

In contrast to the previous few years of growing producer complaints about being forced to forgo a premium of \$1 or more per thousand cubic feet due to restricted access to mid-western U.S. markets, there was mounting concern in some quarters about a potentially growing shortage of deliverable Canadian gas to fill the greatly expanded pipeline capacity either approved or proposed.

Evidence of this significant reversal of perceptions began to emerge during the 77-day hearing before the National Energy Board (NEB) of the application by Alliance Pipeline Ltd. to build an entirely new line from northeastern British Columbia and northwestern Alberta to the Chicago area. The 3 000 km (1,999 mi) main line, together with extensive gas-gathering laterals, would have a capacity to transport 37.5 million cubic metres of gas daily (1.33 billion cubic feet a day – Bcf/d) - and 140,000 barrels of natural gas liquids a day – to the U.S. market.

During the hearing, Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada (known as the Alaska Natural Gas Transportation System or ANGTS south of the border) contended that currently deliverable gas supplies would fall significantly short in filling both existing pipeline capacity and the large increase in additional capacity that would be created as a result of expansions already authorized and the proposed expansion that would result from approval of the Alliance project.

(Alliance officials acknowledged that in the short term there could be some shortage of supply of gas to meet total demand. But they submitted a study which concluded that only a small fraction of existing conventional reserves would need to be drawn down to meet all foreseeable demand over the next 20 years.

(Subsequently, however, other concerns began to be voiced with respect to the ability of gas producers to find, produce and deliver sufficient new reserves required to replace depleted supplies and meet growing new demands to fill expanding pipeline capacity. One firm, First Energy Capital Corp., estimated that producers would have to drill and tie in more than 30,000 wells over the following five years. That would require drilling an average of some 6,350 wells per year, which compares with the record of 4,856 wells drilled in 1997. While some analysts and many producers expressed confidence the industry would be able to meet the demand, others expressed concern that the relatively low level of drilling during 1998 would continue so long as oil prices and the cash flow of petroleum producers remained low.

(In the fall of 1998, the Canadian Gas Potential Committee, made up of senior geologists and engineers and headed by former National Energy Board Chairman Roland Priddle, estimated that a five-fold increase in gas discoveries would be required over the next several years to keep pace with demand. The Committee emphasized that Canada was not running short of gas supplies. But it concluded that new reserves would come mainly from smaller pools than in the past and from new sources such as methane gas from coal seams.

(During the hearing before the NEB, Foothills agreed with Alliance that the latter's proposed project represented a "paradigm shift". For the first time, they recognized, pipeline capacity out of the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) would exceed natural gas deliverability.

(This in turn, Foothills argued, would create a previously unknown competition for supply of gas between pipeline companies. While not opposing the certification of Alliance, Foothills

contended that the economic regulation of existing pipelines, including regulations governing tolls and tariffs, must be lightened to provide a level playing field in this new competitive world. The NEB declined to consider this proposal because it went beyond the scope of the hearing. But the Board noted that existing pipelines could at any time submit a separate application dealing with such issues.

(In its Reasons for Decision approving the Alliance Project, issued in late November, 1998, the National Energy Board acknowledged that the opening of this new pipeline could cause some short-term supply problems. But it agreed with the Alliance sponsors that over the long term there would be sufficient deliverable gas to meet domestic and export demand.

("In summary, the Board recognizes that the approval and construction of the Alliance Pipeline Project could result in pipeline capacity leading supply for a period of time," the report said. "The 'lumpiness' of investment in a project such as this, along with the related shipper commitments to Alliance, may result in some temporary offloading from other pipeline systems, necessitating some period of refill. However, it is inherent in the nature of any greenfield pipeline that the investment must be large enough to take advantage of economies of scale. The Board accepts that Alliance has made a credible case that, on a long-term basis, overall supply will be sufficient to sustain reasonable utilization rates of the Alliance Pipeline and other pipeline systems transporting natural gas from the WCSB.")

Old Plans Revised, New Plans Devised to Meet Changing Market Conditions

In the face of a changed outlook for the supply and demand for Canadian gas in mid-western U.S. markets, some pipeline companies found themselves compelled to revise previous plans, while others were formulating new plans to supply what they estimated to be emerging new markets. Following is an outline of some of those changes that were of particular relevance for the Canadian industry.

TransCanada PipeLines

One of the companies most affected by changing market conditions was TransCanada PipeLines. Following two previous downward revisions, TCPL joined a consortium of three companies that in February, 1997, applied to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) for approval of a so-called Viking Voyageur Pipeline. As proposed, this consisted of a 1 280 km (800 mi)-line to transport a minimum of 34 million cubic metres of gas a day (1.2 Bcf/d) and possibly as much as 57 million cubic metres daily (2 Bcf/d) from Emerson, Manitoba, to Joliet, Illinois.

(In April, 1998, however, one of the U.S. partners in the project dropped out, leaving TCPL and its remaining partner to adopt a greatly scaled-down plan. A senior TCPL official explained at the time that the supply of gas was not available to support the host of proposed expansions in pipeline capacity to transport Canadian gas to mid-western markets. In July, TCPL and its remaining partner announced plans for a Voyageur pipeline from the Chicago Hub near Joliet, Illinois, to serve markets in northern Illinois and Wisconsin. In November, 1998, it was disclosed that this revised Voyageur project was being scrapped because of a lack of shipper interest.

(In April, 1998, TCPL also announced that it planned to invest nearly \$1 billion expanding the capacity of its domestic system during 1999 to deliver gas to Eastern Canadian markets and for export. The company said that an increase in capacity of 11.8 million cubic metres daily (417 MMcf/d) in 1998 would be followed by a further proposed increase of 7.8 million cubic metres a day (275 MMcf/d) in 1999. In September, however, TransCanada filed a revised application that pared planned 1999 capital expenditures by some \$576 million. The company said its revised

program would still provide for an increase in capacity of 5.9 million cubic metres of gas a day (208 MMcf/d), but nearly half of that amount would be provided through transportation swaps.)

Alliance Pipeline

During the planning stage over the past two years, Alliance officials rejected proposals put forward by NOVA and TransCanada that the company make use of their existing systems as a means of reducing costs and duplication of facilities. Late in the 1997-98 fiscal year, however, extensive discussions aimed at resolving growing conflict within the industry between gas producers and pipeline companies led to agreement on a new accord in early April, 1998 (see below). (The agreement, which appeared to be prompted at least in part as a response to changing market conditions affecting all parties, provided among other things that duplication of facilities should be minimized through the adoption of a new policy on interconnections. One immediate result of the accord was an undertaking by pipeline companies such as TCPL and NOVA to “modify” their opposition during NEB hearings to the Alliance project.

(In keeping with the accord, Alliance officials disclosed in the fall of 1998 that they were negotiating with three pipeline companies about the possibility of dropping plans for construction of certain gas-gathering lateral lines and instead utilizing existing facilities of the other companies. In the event of failure to reach agreement on interconnections, gas producers have undertaken to cover the stranded costs of the former NOVA system for five years.)

Foothills/Northern Border

Open Seasons were conducted during the course of the fiscal year by both the Canadian and U.S. sponsors of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline or ANGTS – Foothills and Northern Border - as part of what they called Project 2000. (In May, 1998, it was announced that requests had been received for an increase in Foothills’ capacity to deliver Canadian gas to the U.S. border near Monchy, Saskatchewan, by 1.6 million cubic metres a day (58 MMcf/d). For Northern Border’s part, bids in the United States called for a similar increase in deliverable capacity from the border to Ventura, Iowa. From Iowa to Illinois, increased capacity of 5.5 million cubic metres daily (195 MMcf/d) would be required, while a proposed new extension to North Hayden, Indiana, would require capacity for a further 15.4 million cubic metres a day (545 MMcf/d). This additional gas required for the eastern segment of Northern Border would be provided through a restructuring of existing gas receipt and delivery points.

(In June, 1998, it was announced that Northern Border planned to join forces with three other pipelines to build a new line to serve markets in Northern Illinois and Wisconsin. The so-called Illinois-Wisconsin Express Project would have the capacity to transport 18.4 million cubic metres (650 MMcf/d) from Joliet, Illinois. In early November, 1998, it was announced that this project was being put on hold indefinitely.)

The New Accord Between Gas Producers and Pipelines

In response to far-reaching changes in market conditions, gas producers and pipeline companies – as indicated above - launched discussions late in the fiscal year aimed at overcoming the growing strains that had developed among gas producers and pipelines over the past few years. The outcome was the announcement of an agreement in early April between TransCanada, NOVA Corp. and NOVA Gas Transmission Ltd., the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), and the Small Explorers and Producers’ Association of Canada (SEPAC).

The primary objective of the new accord was to “promote a competitive environment, greater customer choice, and alignment of interests” in the Western Canadian Sedimentary Basin.

George Watson, President and Chief Executive Officer of TCPL, characterized the accord as a recognition of “changes taking place in the energy marketplace”. Norman McIntyre, Chairman of CAPP, said the agreement “recognizes the importance of aligning the interests of producers and pipelines to improve the competitive position of the basin.”

In addition to paving the way for an agreement between Alliance and other pipeline companies aimed at reducing duplication of available facilities, the accord also led to the removal of producer opposition to the proposed merger between TCPL and NOVA’s non-chemical interests.

The Merger of TransCanada and NOVA

In January, 1998, it was announced that the respective boards of TCPL and NOVA Corp. had approved a merger between the two companies based on an exchange of shares. The new company, to be called TransCanada, would split off the chemical side of NOVA’s business. The merger had particular implications for Foothills Pipe Lines Ltd. with the transfer of its 50 per cent share ownership from NOVA to the new TransCanada PipeLines Co. In the past, some degree of competition for mid-western U.S. markets has existed between Foothills and TransCanada even though TCPL has a 49 per cent interest in the Saskatchewan segment of Foothills. The other 50 per cent ownership of Foothills is held by Westcoast Energy Inc.

Agreement of Foothills’ Shareholders

As one means of ensuring that Foothills fulfilled all of the commitments made by its sponsors, sub-section 21(6) of the *Northern Pipeline Act* stipulated that every certificate issued to the company was subject to the condition that the Shareholders Agreement could not be amended or terminated without the prior approval of the Governor in Council and the National Energy Board.

On December 8, 1997, the shareholders approved an amendment that, in effect, eliminated the automatic termination of their agreement on December 31, 1997. A few days later, Robert Pierce, Chairman and Chief Executive Officer of Foothills, wrote to the Commissioner of the Northern Pipeline Agency and the then-Vice-Chairman of the National Energy Board requesting that they take the necessary steps to secure the respective approval of the Governor in Council and the NEB. Subsequently, however, the legal advisors of the Board and the Agency gave their opinion that the whole matter had become moot because the proposed amendment eliminating the automatic termination date had not been approved by the Governor in Council and the Board before that deadline. They contended that federal authorities had the opportunity to be aware of the automatic termination provision in the Shareholders Agreement and, by implication, must have accepted it. Under those circumstances, the terms of the Agreement took precedence over the stipulation in the *Northern Pipeline Act* that the Agreement could not be terminated without the approval of the Governor in Council and the NEB.

(Because of the focus on resolving the many issues raised in connection with the merger between the pipeline arm of NOVA and TCPL that was announced in January, 1998, the two shareholders of Foothills did not address the issue raised by legal counsel for the Agency and the Board until several months later. In the fall of 1998, however, the shareholders took issue with the legal opinion received by the Board and the Agency, contending that the provision in the *Northern Pipeline Act* prohibiting termination of the Agreement without the prior approval of the Governor in Council and the Board overrode any contrary provision in the Agreement. Moreover, they argued that termination of the Agreement was neither in the interest of Foothills nor of federal authorities. During a meeting of lawyers for Foothills with the NPA’s legal advisor in October, 1998, it was agreed following consultation with a senior Justice Department authority on administrative law

that the provisions of the Act should prevail and approval of the Governor in Council sought for the amendment of the Shareholders Agreement be ratified.)

Expansion of the Eastern Leg

Submission by Foothills of a wide variety of socio-economic, environmental and engineering plans for approval of the Designated Officer of the Northern Pipeline Agency (NPA) preceded the beginning of work in January, 1998, to expand the capacity of the Eastern Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada.

The expansion would increase the capacity of the Eastern Leg in Saskatchewan by some 19.8 million cubic feet a day (700 MMcf/d) and that of the entire system in Canada to 93.5 million cubic metres daily (3.3 Bcf/d). The project involves replacement of the existing compressor unit at Piapot, Saskatchewan, enlargement (with NEB approval) of the decompression/recompression facilities at Empress, Alberta, in connection with the removal of natural gas liquids, a short looping of pipe in Alberta and looping of 111.8 km (70 mi) of pipe in Saskatchewan. Estimated cost of the project is \$169 million. It is due to come into service in December, 1998.

Complementing the expansion by Foothills was a major expansion and extension being undertaken by Northern Border Pipeline Co., sponsor of the Eastern Leg in the United States. This involves the addition of new compressor units, 295 km (182 mi) of looping from the border to Harper, Iowa, and an extension to the Chicago area of 395 km (243 mi).

Foothills Joins Consortium to Study Export of North Slope Gas to the Pacific Rim

In an effort to facilitate the export of North Slope Alaskan gas to Pacific Rim countries, the Alaska Legislature adopted legislation during the fiscal year termed the *Alaska Stranded Gas Development Act*. The objective of the Act was to encourage private interests to explore the possibility of exporting North Slope gas to Pacific Rim countries. (Following several months of discussion, it was announced that a consortium had been formed to undertake a four-year, \$100-million study of the feasibility of building a gas conditioning plant at Prudhoe Bay, transporting the North Slope gas to the south coast via a 1 300 km (800 mi), high-pressure pipeline, then converting the gas to liquid, and shipping it by specially-designed vessels to the Pacific Rim.

(After the lead partner, ARCO Alaska Inc., which has a 37 per cent interest in the project, the second largest interest – 22 per cent – is held by Foothills Pipe Lines. Among other participants are CSX Corp., which through its subsidiary, Yukon Pacific Corp., several years ago proposed creation of a Trans-Alaska Gas System (TAGS) to undertake a similar venture.

(For some years, Foothills and TransCanada PipeLines have been the sole members of the consortium once made up of a number of major U.S. pipelines that was created to undertake the Alaskan segment of the Alaska Natural Gas Transportation System. Several years ago, Foothills, joined by the Canadian government and other U.S. sponsors of the ANGTS, strongly opposed a series of approvals by successive U.S. Administrations that enabled TAGS to proceed if economic conditions permitted, which was never the case. At the time, Foothills and the Canadian government argued that through the 1977 Canada-U.S. Pipeline Agreement the United States had implicitly dedicated existing proven reserves to support the ANGTS project.

(In support of its revised position, Foothills officials emphasized that the North Slope Gas Project remained only a feasibility study – not a commitment to undertake export of North Slope

gas. They maintained they still supported the ANGTS project and raised the possibility that sufficient reserves – discovered and undiscovered – existed on the North Slope to support both projects.

(Foothills pointed out that if the export project were to proceed and a pipeline built south from Prudhoe Bay, it could even hasten the day when the ANGTS project became feasible. This was the case because of the possibility of an ANGTS pipeline utilizing expanded facilities of the export line to Fairbanks before swinging southeastward along the general route of the Alaska Highway. Such a course would undoubtedly significantly reduce the potential cost involved if the ANGTS pipeline were being built from scratch.)

The Regulatory Authorities

The Honourable Sergio Marchi, Minister for International Trade who was also appointed Minister responsible for the Northern Pipeline Agency in June, 1997, continued in that position throughout the fiscal year.

Robert G. Wright, Deputy Minister for International Trade in the Department of Foreign Affairs, continued to serve also as Commissioner of the Northern Pipeline Agency. Kenneth W. Vollman, Administrator and Designated Officer of the Agency and Vice-Chairman of the National Energy Board, who is based in Calgary, became Acting Chairman of the Board during the fiscal year. (In mid-July, 1998, he was appointed Chairman of the NEB.)

(In the United States, the Honourable Federico Pena, who became Secretary of Energy in mid-March, 1998, resigned his office as of the end of June, 1998. He was succeeded by the Honourable Bill Richardson, who as Secretary of Energy also inherited the responsibilities formerly exercised by the Office of the Federal Inspector.)

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1998, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1997-98 provided \$254,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled \$162,000. At year end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under section 24.1 of the *National Energy Board Act*. During the year, \$98,000 were recovered from Foothills Pipe Lines Ltd., the Canadian sponsor. In addition, \$30,400 in Yukon easement fees were collected from Foothills, of which \$2,800 were remitted to the Government of the Yukon Territory. Amounts collected were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

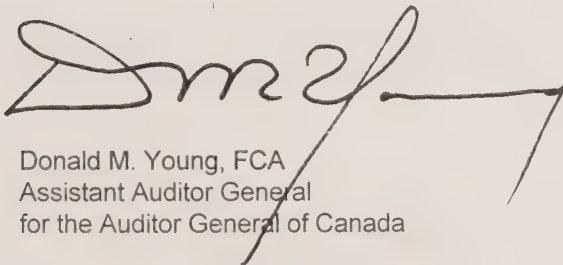
AUDITOR'S REPORT

To the Minister for International Trade

I have audited the schedule of expenditures and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended 31 March 1998. The expenditures and receipts are calculated as described in note 2 to the schedule. This financial information is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial information based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial information is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial information. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial information presentation.

In my opinion, this financial information presents fairly, in all material respects, the expenditures and receipts of the Agency for the year ended 31 March 1998 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the schedule of expenditures and receipts.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Dm2' followed by a long horizontal line that ends in a small hook.

Donald M. Young, FCA
Assistant Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
15 May 1998

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Schedule of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1998

	<u>1998</u>	<u>1997</u>
<u>Expenditures</u>		
Salaries and employee benefits	\$75,503	\$ 68,958
Professional and special services	56,270	32,697
Rentals and office accommodation	20,270	19,590
Information / printing and publishing services	4,230	3,198
Material, supplies and maintenance	3,232	2,625
Transportation and communications	2,471	2,345
Repair and upkeep	345	969
Capital assets	-	1,269
Total Expenditures	<u>\$162,321</u>	<u>\$131,651</u>
<u>Receipts</u>		
Recovery of expenditures (Note 2)	(\$ 98,432)	(\$ 87,502)
Net easement fee	(27,594)	(27,594)
Total receipts	<u>(\$126,026)</u>	<u>(\$115,096)</u>

The accompanying notes are an integral part of this statement.

Approved by:



Commissioner



Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Schedule of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1998

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditures are funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

Easement fees are collected on behalf of Indian and Northern Affairs Canada in the amount of \$30,400, and the Yukon Government's share paid is \$2,806.

On May 1, 1982, the United States, sponsors for the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd., announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties scaled down their activities.

2. Accounting policies

Expenditures

Expenditures include the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the cost of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditures when paid. Capital acquisitions are charged to expenditures in the year of purchase.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

Recovery of Expenditures

Expenditures are initially recovered by calendar year based on the proration of the Agency's fiscal year budgets. An adjustment to actual cost is made in the subsequent year's billings.

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Schedule of Expenditures and Receipts

for the year ended March 31, 1998

3. **Commitment and Contingency**

Lease commitment

The Agency has entered into a five year occupancy lease, which expires during 1999, with Public Works and Government Services Canada, for its office space in Ottawa, Ontario.

Future minimum lease payments are as follows:

1998-99	<u>\$ 18,699</u>
---------	------------------

Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance upon separation of 13% of their gross salary earned during their period of service.

4. **Related party transactions**

The expenditures include \$64,898 (1996-97: \$43,280) for the cost of services by other federal government departments and agencies incurred in the normal course of business. Professional and special services and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

3. Engagement et éventualité

Engagement sur bail

L'Administration a signé un bail de cinq ans, qui vient à échéance en 1999, avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pour ses locaux à Ottawa, en Ontario.

Voici les sommes minimales à payer pour :

1998-1999	18 699 \$
-----------	-----------

Régime pour éventualités des employés

Les employés supérieurs et certains autres employés clés qui demeurent au sein de l'Administration jusqu'à l'exécution complète de leurs responsabilités et dont le service dépasse deux ans ont droit, au moment de leur départ, à une indemnité équivalant à 13 % du traitement brut gagné durant leur service.

4. Opérations entre apparentés

Les dépenses comprennent 64 898 \$ (1996-1997 : 43 280 \$) pour le coût des services rendus par d'autres ministères et organismes fédéraux encourus pendant le cours normal des affaires. Les services professionnels et spéciaux, ainsi que la location des locaux, représentent les principaux services fournis par les apparentés.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes au tableau des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1998

1. Pouvoirs et mandat

L'Administration a été constituée en 1978 par la *Loi sur l'Administration du pipe-line du Nord*. Son mandat est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du gazoduc de la route de l'Alaska conformément aux meilleurs intérêts du Canada selon la définition de la *Loi*.

Les dépenses de l'Administration sont financées à même des crédits parlementaires. Toutefois, selon la *Loi* et le *Règlement sur le recouvrement des coûts* de l'Office national de l'énergie, l'Administration est tenue de recouvrer tous ses coûts annuels d'exploitation auprès des sociétés détenant des certificats d'utilité publique qu'elle octroie. À l'heure actuelle, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont déposées dans le Trésor et l'Administration ne peut en disposer.

Les droits de servitude, d'un montant de 30 400 \$, sont perçus au nom d'Affaires indiennes et du Nord Canada, et la part du gouvernement du Yukon prélevée s'élève à 2 806 \$.

Le 1^{er} mai 1982, les commanditaires américains du gazoduc de la route de l'Alaska et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue d'achèvement des travaux avait été reportée jusqu'à nouvel avis et que toutes les parties diminuaient leurs activités.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux menés, des biens reçus ou des services rendus avant le 1^{er} avril, sauf le coût des régimes pour éventualités et de cessation des employés, qui sont imputés aux dépenses au moment de leur versement. Les acquisitions d'immobilisations sont imputées aux dépenses au cours de l'exercice d'achat.

Recettes

Les recettes sont inscrites selon la méthode de la comptabilité de caisse.

Recouvrement des dépenses

Les dépenses sont au départ recouvrées selon le budget de l'exercice en cours de l'Administration. Les factures de l'année suivante sont rajustées pour refléter les coûts réels.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Tableau des dépenses et des recettes

pour l'exercice terminé le 31 mars 1998

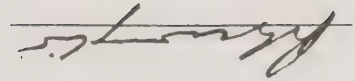
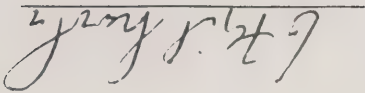
	1998	1997
Dépenses		
Traitements et avantages	75 503 \$	68 958 \$
Services professionnels et spéciaux	56 270	32 697
Loyers et locaux	20 270	19 590
Information / services d'impression et d'édition	4 230	3 198
Fournitures, approvisionnements et entretien	3 232	2 625
Déplacements et communications	2 471	2 345
Réparations et entretien	345	969
Immobilisations	0	1 269
Total des dépenses	162 321 \$	131 651 \$
Recettes		
Recouvrement des dépenses (note 2)	(98 432) \$	(87 502) \$
Droits de servitude, au net	(27 594)	(27 594)
Total des recettes	(126 026) \$	(115 096) \$

Les notes complémentaires font partie intégrante de l'état.

Approuvé par :

Le directeur général

L'agent financier supérieur



RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

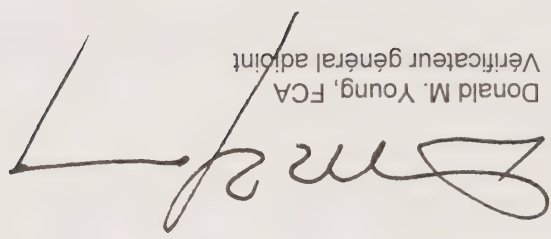
Au ministre du Commerce international

J'ai vérifié le tableau des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1998. Les dépenses et les recettes sont calculées de la façon décrite à la note 2 afférente au tableau. La responsabilité de ces informations financières incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces informations financières en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les informations financières. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les informations financières. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des informations financières.

À mon avis, ce tableau présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1998 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada


Donald M. Young, FCA
Vérificateur général adjoint

Ottawa, Canada
le 15 mai 1998

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désirant faire des observations ou obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Edifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario) K1A 0G2.

(FootHills souligne que, si le projet d'exportation devait aller de l'avant et qu'était construit un pipeline vers le sud à partir de Prudhoe Bay, cela pourrait même accélérer la faisabilité du projet ANGTS. Selon eux, la chose pourrait être possible si le tracé du projet ANGTS empruntait les installations du nouveau pipeline d'exportation jusqu'à Fairbanks, puis bifurquait vers le sud-est le long de la route de l'Alaska. Pareil tracé réduirait sans doute les coûts de construction de façon importante comparativement à la construction d'un réseau entier de l'ANGTS.)

Les organismes de réglementation

L'honorable Sergio Marchi, ministre du Commerce international, est le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord depuis juin 1997.

Robert G. Wright, sous-ministre du Commerce international au ministère des Affaires étrangères, est encore le directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord. À Calgary, Kenneth W. Vollman, administrateur et fonctionnaire désigné de l'Administration et vice-président de l'Office national de l'énergie, est devenu président par intérim de l'Office au cours de l'exercice financier visé. (Il a été confirmé dans ce poste en juillet 1998.)

(Aux États-Unis, l'honorable Federico Pena, nommé secrétaire à l'Énergie au milieu du mois de mars 1998, a démissionné de son poste à la fin du mois de juin de la même année. Il a été remplacé par l'honorable Bill Richardson qui, en tant que secrétaire à l'Énergie, s'est également vu confier les responsabilités qu'assumait auparavant le Bureau de l'inspecteur fédéral (Office of the Federal Inspector).)

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. Aux termes de l'article 14 de la Loi, le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les activités de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons en annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1998.

Pour 1997-1998, le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 254,000 \$. Les dépenses pour l'année étaient de 162,000 \$. À la fin de l'exercice, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit les renseignements et les conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* stipule que la société chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 98,000 \$ ont été remboursés par la FootHills Pipe Lines Ltd., le promoteur canadien. En outre, des droits de servitude de 30 400 \$ ont été perçus auprès de la FootHills, dont 2 800 \$ ont été versés au gouvernement du Territoire du Yukon. Toutes les sommes perçues ont été créditées au Trésor du Canada.

(3,3 milliards de pi³/j). Le projet comprend le remplacement du compresseur de Piapot (Saskatchewan), l'expansion (avec l'autorisation de l'ONE) des installations de décompression-recompression d'Empress (Alberta), aux fins de l'extraction des liquides du gaz naturel, un petit doublement de canalisation en Alberta et un autre doublement de 111,8 km (70 mi) en Saskatchewan. Le coût estimatif du projet est établi à 169 millions \$ et la mise en service est prévue pour décembre 1998.

À ces travaux d'expansion effectués par Foothills sont venus s'ajouter les grands projets d'expansion et de prolongement de Northern Border Pipeline Co., promoteur de l'embranchement est aux États-Unis. Ces projets comprennent l'ajout de nouveaux compresseurs, de 295 km (182 mi) de doublement de la frontière jusqu'à Harper (Iowa) et un prolongement de 395 km (243 mi) jusque dans la région de Chicago.

Adhésion de Foothills à un consortium chargé d'étudier les possibilités d'exportation du gaz du versant nord vers les pays du Pacifique

Afin de faciliter les exportations de gaz du versant nord de l'Alaska vers les pays du Pacifique, la législature de cet État a adopté un projet de loi appelé *Alaska Stranded Gas Development Act* au cours de l'exercice financier. Cette loi a pour objectif d'encourager des intérêts privés à étudier la possibilité d'exporter le gaz du versant nord vers les pays du Pacifique. (Après plusieurs mois de discussion, on a annoncé la formation d'un consortium chargé d'entreprendre une étude de faisabilité de quatre ans, au coût de 100 millions \$, sur la construction d'une usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay, le transport du gaz du versant nord vers la côte sud au moyen d'un pipe-line à haute pression de 1 300 km (800 mi), la conversion du gaz en liquide et l'expédition sous cette forme dans des navires spéciaux vers les pays du Pacifique.)

(Après le partenaire principal, ARCO Alaska Inc., qui détient un intérêt de 37 % dans le projet, vient Foothills Pipe Lines, avec une part de 22 %. Parmi les autres participants, on compte CSX Corp. qui, par l'entremise de sa filiale Yukon Pacific Corp., avait proposé il y a plusieurs années la création du Trans-Alaska Gas System (TAGS) qui aurait été chargé d'entreprendre des travaux semblables.

(Pendant plusieurs années, la Foothills et TransCanada Pipelines ont été les seuls membres du consortium autrefois composé d'un certain nombre de compagnies de pipe-line américaines et qui avait été chargé d'entreprendre la portion située en Alaska de l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). Il y a plusieurs années, Foothills, de concert avec le gouvernement canadien et des promoteurs américains de l'ANGTS, s'est fermement opposée à une série d'approbations des administrations américaines autorisant le lancement des travaux du TAGS advenant des conditions économiques favorables, ce qui ne fut jamais le cas. À cette époque, Foothills et le gouvernement canadien soutenaient que, dans le cadre de l'entente canado-américaine de 1977 sur le pipe-line, les États-Unis avaient implicitement affecté les réserves connues au soutien du projet ANGTS.

(Pour appuyer la nouvelle position de Foothills, les représentants de cette dernière ont insisté sur le fait que le projet concernant le gaz du versant nord demeure une étude de faisabilité, et qu'il ne s'agit pas d'un engagement à exporter le gaz du versant nord. Ils soutiennent qu'ils sont toujours en faveur du projet ANGTS et laissent entrevoir la possibilité que des réserves suffisantes, connues et inconnues, puissent exister sur le versant nord pour fournir les deux projets.

segment que possède la Foothills en Saskatchewan. L'autre moitié de Foothills appartient à Westcoast Energy Inc.

Convention des actionnaires de Foothills

L'un des moyens de veiller à ce que Foothills respecte tous les engagements pris par ses promoteurs était d'appliquer le paragraphe 21(6) de la *Loi sur le pipe-line du Nord* qui prescrit que chaque certificat émis à l'entreprise est régi par l'interdiction de modifier la convention des actionnaires ou d'y mettre fin sans l'approbation préalable du gouverneur en conseil et de l'Office national de l'énergie.

Le 8 décembre 1997, les actionnaires ont approuvé une modification qui, dans les faits, visait à empêcher l'extinction automatique de leur convention le 31 décembre de la même année. Quelques jours plus tard, le président et chef de la direction de Foothills, Robert Pierce, écrivait au directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, et ensuite au vice-président de l'Office national de l'énergie pour leur demander de prendre les mesures nécessaires pour obtenir les approbations du gouverneur en conseil et de l'ONE. Par la suite, les conseillers juridiques de l'ONE et l'APN se sont toutefois dit d'avis que toute l'affaire n'avait plus sa raison d'être, car les modifications proposées visant à empêcher l'extinction automatique de la convention n'avaient pas été approuvées par le gouverneur en conseil et l'ONE avant l'échec. Ils ont soutenu que les autorités fédérales avaient eu la possibilité d'être mises au courant de l'extinction automatique prévue dans la convention des actionnaires et qu'elles l'avaient implicitement acceptée. Dans les circonstances, les conditions stipulées dans la convention avaient préséance sur les dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et la convention ne pouvait donc s'éteindre sans l'approbation du gouverneur en conseil et de l'ONE.

(Davantage préoccupés par les nombreux dossiers liés à la fusion du volet pipe-line de NOVA et de TCPL annoncée en janvier 1998, les deux actionnaires de Foothills ne se sont penchés sur la question soulevée par les conseillers juridiques de l'APN et de l'ONE que plusieurs mois plus tard. À l'automne 1998, toutefois, les actionnaires ont contesté l'avis juridique de l'ONE et de l'APN, en prétendant que la disposition de la *Loi sur le pipe-line du Nord* interdisant l'extinction de la convention sans l'approbation préalable du gouverneur en conseil et de l'ONE avait préséance sur toute clause contraire de la convention. Ils ont de plus soutenu que l'extinction de la convention n'était pas dans l'intérêt de Foothills et le conseiller juridique de l'APN, en octobre 1998, il a été convenu, après consultation auprès d'un expert du ministère de la Justice en droit administratif, que les dispositions de la loi devraient avoir préséance et que soit ratifiée la demande d'approbation présentée au gouverneur en conseil au sujet de la modification de la convention des actionnaires.)

Expansion de l'embranchement est

Foothills a soumis une vaste gamme de projets d'ordre socio-économique et environnemental et de génie à l'approbation du fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord, avant que soient entrepris les travaux d'augmentation de la capacité de l'embranchement est du pipe-line de gaz naturel de la route de l'Alaska au Canada, en janvier 1998.

Cette expansion permettrait d'accroître la capacité de la partie de l'embranchement est située en Saskatchewan de quelque 19,8 millions de mètres cubes par jour (700 Mpi³/j) et de porter la capacité de tout le réseau canadien à 93,5 millions de mètres cubes par jour

En janvier 1998, on a annoncé que les conseils d'administration de TCPL et NOVA Corp. avaient approuvé la fusion des deux entreprises, concrétisée par un échange d'actions. La nouvelle compagnie, rebaptisée TransCanada, s'est départie du volet chimique des activités de NOVA. La fusion a eu des répercussions particulières pour Foothills Pipe Lines Ltd. en raison du transfert de 50 % de sa participation dans la NOVA à la nouvelle TransCanada Pipelines Co. Il est à souligner que Foothills et TransCanada s'étaient déjà fait concurrence pour l'obtention d'une part du marché du Midwest américain même si TCPL détenait 49 % des intérêts du

La fusion de TransCanada et NOVA

Outre le fait d'avoir préparé le terrain en vue de la conclusion entre l'Alliance et d'autres compagnies de pipe-line d'une entente visant à réduire le doublement des installations existantes, l'accord a également mis fin à l'opposition des producteurs au projet de fusion entre TCPL et la branche non chimique de NOVA.

Le principal objectif du nouvel accord est de promouvoir un climat de concurrence, de donner plus de choix aux consommateurs et de rapprocher les intérêts de chacun des intervenants dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

George Watson, président et chef de la direction de TCPL, considère l'accord comme la reconnaissance du fait que le marché de l'énergie est en train de changer. Norman McIntyre, président du conseil de la CAPP, affirme quant à lui que l'accord tient compte de l'importance de rapprocher les intérêts des producteurs et des compagnies de pipe-line pour améliorer la position concurrentielle du bassin.

Le nouvel accord entre les producteurs de gaz et les compagnies de pipe-line

En réaction aux changements profonds survenus dans les marchés, les producteurs de gaz et les compagnies de pipe-line, comme nous l'avons souligné précédemment, ont entrepris des discussions vers la fin de l'exercice financier afin d'aplanir les difficultés de plus en plus grandes qui entachaient leurs relations depuis quelques années. Ces discussions ont mené à l'annonce d'une entente, au début du mois d'avril, entre TransCanada, NOVA Corp. et NOVA Gas Transmission Ltd., l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) et la Small Explorers and Producers' Association of Canada (SEPAAC).

Le principal objectif du nouvel accord est de promouvoir un climat de concurrence, de donner plus de choix aux consommateurs et de rapprocher les intérêts de chacun des intervenants dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

En juin 1998, Northern Border a annoncé qu'elle projetait de s'unir à trois autres entreprises de pipe-line pour construire une nouvelle canalisation desservant les marchés du nord de l'Illinois et du Wisconsin. Appelée «Illinois-Wisconsin Express Project», le projet aurait une capacité de transport de 18,4 millions de mètres cubes par jour (650 Mpi³/j) à partir de Joliet en Illinois. Au début du mois de novembre 1998, on a annoncé que le projet était mis de côté indéfiniment.)

TransCanada Pipelines

TransCanada Pipelines est l'une des entreprises les plus touchées par l'évolution de la conjoncture du marché. Après deux révisions à la baisse, TCPL s'est jointe à un consortium de trois entreprises qui, en février 1997, ont demandé à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) d'approuver la construction d'un pipe-line appelé Viking Voyageur. Le projet comprend une canalisation de 1 280 km (800 mi) destinée à transporter au minimum 34 millions de mètres cubes de gaz par jour (1,2 milliards de pi³/j) et peut-être même jusqu'à concurrence de 57 millions de mètres cubes par jour (2 milliards de pi³/j) d'Emerson (Manitoba) à Joliet (Illinois).

(Toutefois, en avril 1998, l'un des partenaires américains s'est retiré du projet, forçant TCPL et l'autre partenaire à adopter un projet de bien moins grande envergure. Un cadre supérieur de TCPL a alors expliqué que les réserves de gaz nécessaires pour répondre à la multitude de projets d'expansion de la capacité de transport par pipe-line du gaz canadien vers les marchés du Midwest américain ne sont pas disponibles. En juillet, TCPL et son partenaire ont annoncé un projet de pipe-line Voyageur qui partirait du Chicago Hub, près de Joliet (Illinois) pour desservir les marchés du nord de l'Illinois et du Wisconsin. En novembre 1998, on apprenait que le projet était abandonné en raison du peu d'intérêt manifesté par les expéditeurs.

(En avril 1998, TCPL annonçait également qu'elle projetait d'investir près d'un milliard de dollars dans l'augmentation de la capacité de son système au Canada, en 1999, afin de pouvoir livrer du gaz aux marchés de l'Est canadien et à des fins d'exportation. L'entreprise affirmait que l'accroissement de 1,8 millions de mètres cubes par jour (417 Mpi³/j) en 1998 serait suivi d'une augmentation de 7,8 millions de mètres cubes par jour (275 Mpi³/j) en 1999. En septembre, TransCanada a toutefois présenté une requête modifiée réduisant de 576 millions \$ les dépenses d'immobilisation prévues pour 1999. L'entreprise a soutenu que son programme révisé prévoyait quand même une augmentation de la capacité de 5,9 millions de mètres cubes par jour (208 Mpi³/j), mais que la moitié de cette quantité proviendrait d'échanges de transport.)

Pipe-line d'Alliance

Au cours de leur exercice de planification des deux dernières années, les représentants d'Alliance ont rejeté des propositions de NOVA et de TransCanada qui offraient à l'entreprise d'utiliser leurs systèmes en place afin de réduire les coûts et le dédoublement des installations. Toutefois, à la fin de l'exercice financier 1997-1998, de longues discussions visant à résoudre un litige de plus en plus important entre les producteurs et les compagnies de pipe-line ont mené à la conclusion d'un nouvel accord au début d'avril 1998 (voir plus loin). (L'accord, qui semble avoir été conclu principalement en raison d'une évolution des marchés touchant tous les intérêts, prévoit notamment la réduction maximale du dédoublement des installations en vertu de l'adoption d'une nouvelle politique sur les interconnexions. L'accord a eu comme résultat immédiat d'inciter les compagnies de pipe-line comme TCPL et NOVA à « revoir » leur opposition au projet d'Alliance aux audiences de l'ONE.)

(Conformément à l'accord, les représentants d'Alliance ont révélé à l'automne 1998 qu'ils négociaient avec trois compagnies de pipe-line au sujet de la possibilité d'abandonner les projets de construction de certains collecteurs latéraux et d'utiliser les installations existantes des autres entreprises. En cas d'échec des négociations sur les interconnexions, les producteurs de gaz ont décidé de couvrir pendant cinq ans les coûts que l'ancienne NOVA n'a pu assumer.)

Foothills/Northern Border

Les promoteurs canadien et américain de l'embranchement est du pipe-line de gaz naturel de la route de l'Alaska, Foothills et Northern Border, ont mené une campagne tous azimuts au cours du dernier exercice financier dans le cadre de ce qu'ils appellent le Projet 2000. (En mai

moins importants que par les années passées et de nouvelles sources comme le méthane produit par les filons de charbon.)

Durant l'audience tenue par l'ONE, Foothills a admis avec Alliance que le projet de celle-ci était un changement de cap. Pour la première fois, ont-elles reconnu, la capacité du pipeline hors du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) excéderait la capacité de livraison du gaz naturel.

Cela, a soutenu Foothills, amènerait les compagnies de pipeline à se disputer les approvisionnements en gaz, ce qui ne s'est pas vu jusqu'ici. Sans être contre la certification d'Alliance, Foothills a fait valoir la nécessité d'alléger la réglementation des pipelines et, plus spécialement, des péages et tarifs pour uniformiser les règles du jeu dans un monde où s'exercerait la concurrence. L'ONE a refusé d'examiner ce projet: il débordait le cadre de l'audience. Mais il a souligné que les pipelines existants pouvaient présenter n'importe quand une requête séparée relativement à ces questions.)

Dans ses Motifs de décision approuvant le projet d'Alliance, déposés à la fin novembre 1998, l'ONE n'a pas nié que l'ouverture de ce nouveau pipeline pourrait poser des problèmes d'approvisionnement à court terme. Mais il a convenu avec les promoteurs d'Alliance que, à la longue, le gaz livrable suffirait à répondre à la demande intérieure et extérieure.)

(«En résumé, l'Office reconnaît que l'approbation et construction du projet de pipeline d'Alliance pourrait donner lieu à une capacité pipelinrière dépassant l'offre pendant une période de temps» comme dit dans le rapport. «En raison de l'ampleur de l'investissement requis pour un projet comme celui-ci, ainsi que des engagements reliés à Alliance par ses expéditeurs, on pourrait observer une baisse temporaire du taux d'utilisation des autres réseaux pipeliniers, nécessitant une certaine période de constitution des approvisionnements. Cependant, en raison même de la nature d'un pipeline complètement nouveau, l'investissement doit être assez considérable pour tirer profit des économies d'échelle. L'Office estime qu'Alliance a présenté un dossier crédible et démontré qu'à long terme, l'approvisionnement global sera suffisant pour soutenir des taux raisonnables d'utilisation de son pipeline et des autres réseaux pipeliniers transportant le gaz naturel provenant du BSOC.»)

Révision des projets existants et élaboration de nouveaux projets pour répondre à l'évolution de la conjoncture du marché

En raison des nouvelles perspectives de l'offre et de la demande de gaz canadien sur les marchés du Midwest américain, certaines entreprises de pipeline se sont vues dans l'obligation de réviser leurs projets, tandis que d'autres en établissaient de nouveaux en vue d'approvisionner ce qu'elles estimaient être des marchés émergents. Ci-après sont exposés certains changements intéressant le volet canadien de cette branche d'activités.

Aperçu

Au moment où étaient lancées les travaux d'expansion de l'embranchement est du projet de pipeline de gaz naturel de la route de l'Alaska, au cours de la dernière portion de l'exercice financier 1997-1998, ce secteur de l'industrie commençait à changer de façon importante sa perception de ce qu'elle considérait comme l'inaccessibilité du lucratif marché du Midwest américain pour les réserves de gaz canadiennes en raison de la faible capacité d'exportation des pipelines.

Contrairement aux années précédentes, où les producteurs se plaignaient de plus en plus d'avoir à se priver d'une prime d'un dollar ou plus le 1 000 pi³ en raison de cet accès limité aux marchés du Midwest américain, on commence plutôt à s'inquiéter, dans certains milieux, d'une éventuelle pénurie de gaz canadien livrable pouvant répondre à la plus grande capacité, approuvée ou proposée, de transport du pipeline.

Ce renversement des perceptions a commencé à devenir évident au cours des 77 jours d'audience menés par l'Office national de l'énergie au sujet de la requête d'Alliance Pipeline Ltd. qui demandait la permission de construire un pipeline entièrement nouveau du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à Chicago. Longue de 3 000 km (1 999 mi), la canalisation principale et ses importants collecteurs latéraux pourraient transporter 37,5 millions de mètres cubes par jour (1,33 milliards de pieds cubes par jour) et 140 000 barils de gaz naturel liquide par jour vers le marché américain.

Au cours des audiences, Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur du projet du pipeline de gaz naturel de la route de l'Alaska (connu sous le nom d'Alaska Natural Gas Transportation System, ou ANGTS, chez nos voisins du sud) a soutenu que les approvisionnement en gaz livrable actuellement seraient loin de répondre à la capacité tant du pipeline existant que de celle, importante, qui serait créée par les projets d'expansion déjà approuvés et par celui qui découlerait de l'approbation du projet d'Alliance.

(Les représentants d'Alliance ont reconnu que, à court terme, l'offre pourrait être inférieure à la demande. Mais ils ont déposé une étude qui conclut à la nécessité d'exploiter une partie infime seulement des réserves conventionnelles existantes pour répondre à la demande prévisible au cours des 20 prochaines années.

(Par la suite, d'autres préoccupations ont été soulevées au sujet de la capacité des producteurs de gaz de trouver, produire et livrer les quantités nécessaires pour remplacer les réserves épuisées et répondre aux nouvelles demandes engendrées par l'augmentation de la capacité du pipeline. L'une des entreprises intéressées, First Energy Capital Corp., estime que les producteurs devront forer et relier plus de 30 000 puits au cours des cinq prochaines années, ce qui équivaut à forer une moyenne de 6 350 puits par an, un chiffre qui se compare aux 4 856 puits forés en 1997, une année record. Si certains analystes et de nombreux producteurs soutiennent avec une certaine confiance que l'industrie est en mesure de répondre à la demande, d'autres disent plutôt craindre que le nombre relativement faible de forages de 1998 se maintiendra tant que les prix du pétrole et les liquidités des producteurs resteront à un niveau peu élevé.

(À l'automne 1998, le Canadian Gas Potential Committee, composé de cadres supérieurs du domaine de la géologie et du génie et présidé par l'ancien président de l'Office national de l'énergie, Roland Fiddie, a estimé qu'il faudrait multiplier par cinq le nombre de découvertes de champs gazifères au cours des prochaines années pour répondre au rythme d'accroissement de la demande. Le comité a insisté sur le fait que le Canada n'est pas à cours d'approvisionnement en gaz, mais il a conclu que les nouvelles réserves viendraient principalement de gisements

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

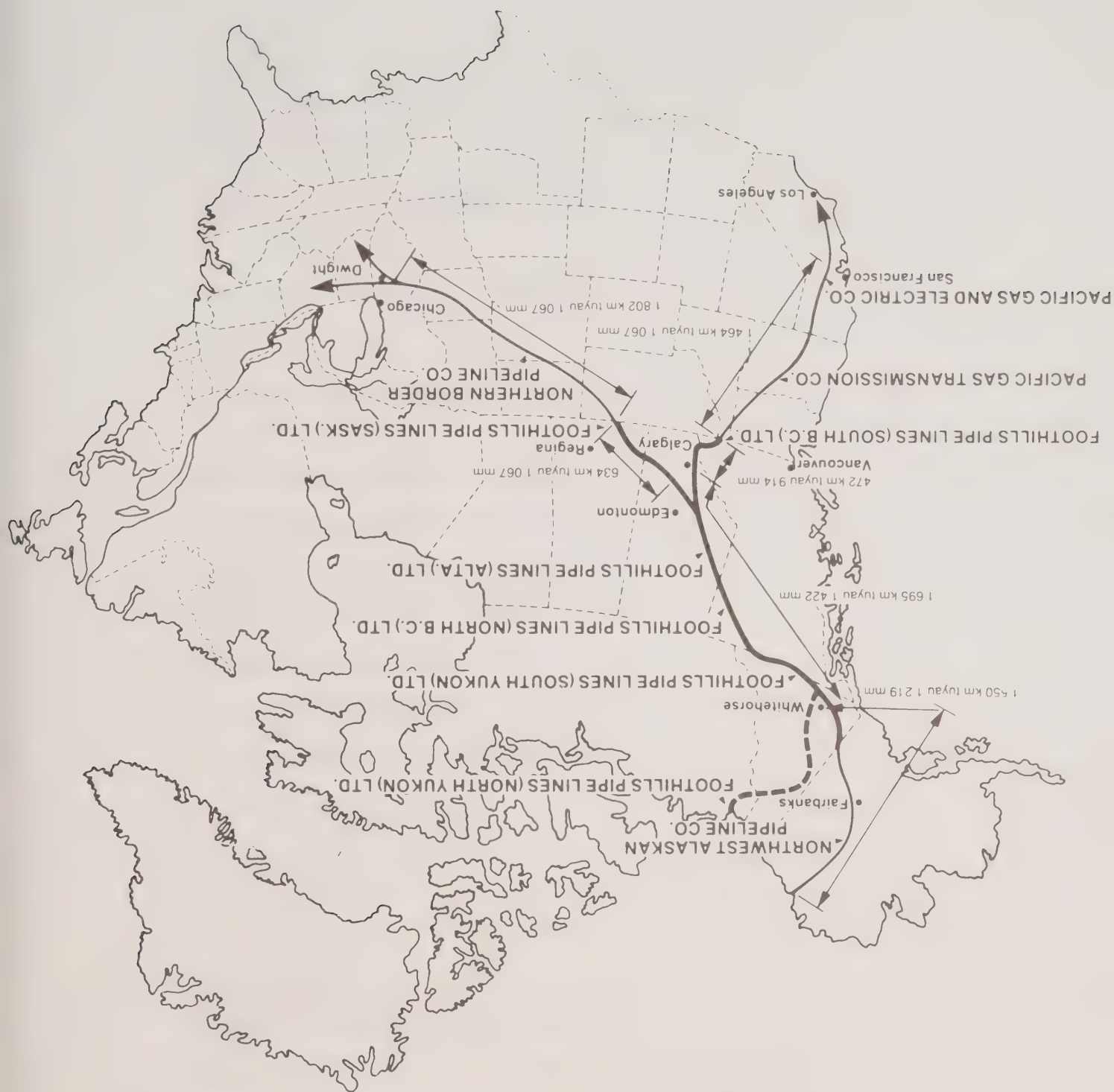


Table des matières

Page

Aperçu..... 1

Révision des projets existants et élaboration
de nouveaux projets pour répondre à l'évolution
de la conjoncture du marché..... 2

TransCanada Pipelines..... 3

Pipeline d'Alliance..... 3

Foothills/Northern Border..... 3

Le nouvel accord entre les producteurs
de gaz et les compagnies de pipe-line..... 4

La fusion de TransCanada et NOVA..... 4

Convention des actionnaires de la Foothills..... 5

Expansion de l'embranchement est..... 5

Adhésion de la Foothills à un consortium chargé
d'étudier les possibilités d'exportation du gaz
du versant nord vers les pays du Pacifique..... 6

Les organismes de réglementation..... 7

Finances, personnel et langues officielles..... 7

Finances et personnel..... 7

Plan des langues officielles..... 8

Annexe

Rapport du Vérificateur général du Canada..... 9


Bureau de l'Administration
M. Robert G. Wright, directeur général,
Edifice Lester B. Pearson,
125, promenade Sussex,
Ottawa (Ontario).
K1A 0G2
Tél.: 993-7466
Fax: 998-8787

Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1998

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1998, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.



Directeur général de
l'Administration du pipe-line du Nord

Robert G. Wright

L'honorable Sergio Marchi, c.p., député,
Ministre du Commerce international et
Ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des communes,
Ottawa (Ontario).

© Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada 1999
Cat. No. C98-1/1999
ISBN 0-662-64060-8

RAPPORT ANNUEL

1997-1998

RAPPORT ANNUEL
1997-1998

ADMINISTRATION
DU PIPE-LINE
DU NORD